

Охрана окружающей среды и природопользование. Недра

**ПРАВИЛА ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ,  
ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Нетры

**ПРАВИЛЫ ЎЖЫВАННЯ КЛАСІФІКАЦЫІ ЗАПАСАЎ, ПЕРСПЕКТЫЎНЫХ  
І ПРАГНОЗНЫХ РЭСУРСАЎ ВУГЛЕВАДАРОДАЎ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

**Ключевые слова:** классификация запасов, перспективные и прогнозные ресурсы углеводородов, углеводороды, запасы углеводородов, попутные компоненты, месторождения углеводородов, стадийность геологоразведочных работ, буровые скважины - поисковые, разведочные, водонефтяной, газонефтяной контакты, рациональный комплекс геофизических исследований скважин, категории запасов нефти, газа, конденсата, тип коллектора.

### Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН Научно-производственным республиканским унитарным предприятием «БЕЛГЕО» Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь.

ВНЕСЕН Департаментом по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь.

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Минприроды Республики Беларусь от \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_.

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ (с отменой «Инструкции по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М.; Недра, 1984 г.»)

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Минприроды Республики Беларусь

## Содержание

1	Область применения .....	1
2	Нормативные ссылки .....	1
3	Термины и определения .....	1
4	Общие положения .....	3
5	Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.....	5
6	Требования к изученности месторождений углеводородов.....	6
7	Правила подсчета запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.....	10
	Библиография.....	13

Текст для ознакомления

Текст для ознакомления

**ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ****Охрана окружающей среды и природопользование. Недр  
ПРАВИЛА ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ,  
ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ****Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Нетры  
ПРАВІЛЫ ўжывання класіфікацыі запасаў, перспектыўных і  
прагнозных рэсурсаў вуглевадародаў**

Environmental protection and nature use. Subsoil  
regulation use of classification of safe yield and  
forecast resources hydrocarbons to the reservoir

**Дата введения 2011-07-01****1 Область применения**

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.

Положения настоящего технического кодекса обязательны для применения недропользователями, осуществляющими поиск и разведку в Республике Беларусь месторождений углеводородов и их разработку.

**2 Нормативные ссылки**

В настоящем техническом кодексе использованы технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

СТБ ГОСТ Р 51858-2003 Нефть. Общие технические условия.

ТКП 17.04-21-2010 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Недр. Правила проектирования, сооружения (строительства), ликвидации и консервации буровых скважин различного назначения (за исключением нефтяных и газовых)

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

**3 Термины и определения**

В настоящем техническом кодексе применяются термины, установленные в [1] - [8], а также следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 углеводороды:** Органические соединения, состоящие из углерода, водорода и неуглеродных соединений и по их соотношению и отношению к термобарическим условиям, подразделяются на нефть, природный газ, газовый конденсат и нефтяной попутный газ [1];

**3.2 нефть:** Природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных (0,1 МПа при 20°) условиях находятся в жидкой фазе [7].

**3.3 горючие природные газы:** Природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном в нефти или воде виде, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе [7].

**3.4 газовый конденсат:** Природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации [7].

**3.5 месторождение углеводородов:** Естественное скопление углеводородов, по качеству, количеству и условиям залегания пригодное для промышленного и иного хозяйственного использования [1].

**3.6 залежь углеводородов:** Естественное скопление углеводородов, заполняющее полностью или частично некоторый объем проницаемых горных пород и изолированное непроницаемыми горными породами [1].

**3.7 ресурсы углеводородов:** Количество углеводородов в неоткрытых месторождениях, наличие которых в недрах с различной степенью вероятности предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований [2].

**3.8 перспективные ресурсы (ресурсы категории D<sub>0</sub>):** Ресурсы ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и подготовленных к поисковому бурению проверенными для данного района методами геолого-геофизических исследований в горизонтах, продуктивность которых доказана на соседних залежах, расположенных в одинаковых геологических условиях, а также извлекаемые ресурсы месторождений углеводородов в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых доказана на сходных по строению залежах других месторождений углеводородов [2].

**3.9 прогнозные ресурсы:** Подразделяются на категории D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub>.

Ресурсы категории D<sub>1</sub> – это ресурсы углеводородов на локализованных и не локализованных объектах нефтегазоносного района в горизонтах, продуктивность которых доказана на залежах данного нефтегазоносного района [2].

Ресурсы категории D<sub>2</sub> – это ресурсы углеводородов нефтегазоперспективного района в литолого-стратиграфических комплексах, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается по аналогии с соседними нефтегазоносными районами [2].

**3.10 запасы углеводородов; геологические запасы:** Количество углеводородов в недрах, подсчитанное в результате геологического изучения недр [1].

**3.11 классификация запасов:** Группирование запасов по степени изученности, обоснованности и экономическому значению [2].

**3.12 извлекаемые запасы:** Часть геологических запасов углеводородов, которые на момент оценки могут быть извлечены из недр на основе конкретных геологических условий залежи при рациональной технологии добычи и с учетом экономической целесообразности уровня затрат [2].

**3.13 трудноизвлекаемые запасы:** Запасы залежей с высоковязкой нефтью, подгазовых залежей, залежей с низкопроницаемыми и низкопродуктивными коллекторами, которые являются сложноразрабатываемыми.

**3.14 балансовые запасы:** Та часть запасов месторождения (залежи), извлечение которых на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам

экономически рентабельно [2].

**3.15 забалансовые запасы:** Та часть геологических запасов месторождения (залежи), извлечение которых на момент оценки не обеспечивает экономически приемлемую эффективность их добычи, но которые при изменении технико-экономических условий могут быть переведены в рентабельные (балансовые), а также недоступные к разработке в данный момент [2].

**3.16 геологоразведочные работы:** Комплекс специальных геологических, инженерно-геологических и других работ, которые выполняются в целях поиска и разведки углеводородов.

**3.17 буровая скважина:** Образующая в результате бурения горных пород горная выработка, имеющая цилиндрическую форму, глубиной более 5 м и диаметром более 59 миллиметров [1].

**3.18 плотность сетки поисковых и разведочных скважин:** Расстояния между буровыми скважинами, принятые при поисковых и разведочных работах.

#### 4 Общие положения

**4.1** Правила применения Классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов (далее – Правила) разработаны в соответствии с [2].

**4.2** При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

**4.3** Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

**4.4** Перспективные и прогнозные ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти, газу и конденсату.

**4.5** Качество нефти, газа и конденсата изучается в соответствии с требованиями государственных отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

**4.6** Подсчет и учет запасов месторождений, а также оценка перспективных и прогнозных ресурсов нефти, конденсата, этана, пропана, бутана, серы и металлов производится в единицах массы, а газа и гелия в единицах объема согласно [9]. Подсчет, учет и оценка производится при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °С).

**4.7** Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления – залежи. Под залежью понимается любое естественное скопление нефти или газа в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из слабопроницаемых пород. Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой.

**4.8** Месторождение может быть однозалежным и многозалежным.

**4.9** В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения Республики Беларусь подразделяются на:

- нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени растворенным газом;

- нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

**4.10** Состав нефти и газа – один из основных показателей, определяющих направление их применения, регламентируется требованиями технических нормативных правовых актов, которые определяют технологию добычи, способы

## ТКП 17.04-29-2011

транспортировки и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование.

Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится в том или ином количестве растворенный газ.

**4.10.1** Нефть. По различиям состава и физических свойств нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

– групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов – метановых, нафтеновых и ароматических. По количеству растворенных в нефти твердых углеводородов – парафинов – нефти подразделяются на малопарафиновые (не выше 1,5 %), парафиновые (1,51–6 %) и высокопарафиновые (выше 6 %) [7].

– фракционный состав отражает преобладающее содержание (в процентах по массе) фракций нефтей, вскипающих при разгонке до 350 °С, и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350 °С [7].

– по содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,60 % включительно), сернистые (0,61–1,80 %), высокосернистые (от 1,81–3,50 %) и особо высокосернистые (свыше 3,50 %) [согласно СТБ ГОСТ Р 51858-2003 Нефть. Общие технические условия.].

– по количеству смол нефти подразделяются на малосмолистые (менее 5 %), смолистые (5–15 %) и высокосмолистые (выше 15 %) [7].

– по плотности нефти подразделяются на пять типов: особо легкие (не более 830 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С и не более 834,5 кг/м<sup>3</sup> при 15 °С), легкие (830,1–850,0 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С и 834,6–854,4 кг/м<sup>3</sup> при 15 °С), средние (850,1–870,0 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С и 854,5–874,4 кг/м<sup>3</sup> при 15 °С), тяжелые (870,1–895,0 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С и 874,5–899,3 кг/м<sup>3</sup> при 15 °С) и битуминозные (более 895 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С и более 899,3 кг/м<sup>3</sup> при 15 °С) [согласно СТБ ГОСТ Р 51858-2003 Нефть. Общие технические условия.].

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и повышенных температуры и давления в недрах, поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей эти свойства определяются раздельно.

В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях – давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

**4.10.2** Газ. Основными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи – этан, пропан, бутаны, являющиеся сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Содержание этана в газе 3% и более, гелия в газе свободном и растворенном в нефти при его концентрациях, соответственно, 0,050 и 0,035 % и сероводорода более 0,5% (по объему) представляют промышленный интерес [7].

Основными свойствами газа являются молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, теплота сгорания, способность к гидратообразованию.

Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов C<sub>5+высшие</sub>, плотность конденсата в



стандартных условиях и давление начала конденсации.

Промышленная ценность содержащихся в нефти и газе компонентов определяется на основании их кондиционного содержания в соответствии с [8].

## **5 Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов**

При составлении отчетов по нефтегеологическому изучению недр в части разграничения запасов углеводородов по степени их изученности и промышленно-экономического их значения, месторождений (залежей) углеводородов – по величине извлекаемых запасов и сложности их геологического строения и ресурсов углеводородов – по степени их обоснованности необходимо руководствоваться [2].

**5.1** По степени изученности запасы углеводородов подразделяются на разрабатываемые, разведанные и предварительно оцененные.

**5.1.1** К разрабатываемым месторождениям (залежам) нефти и газа относятся месторождения (залежи), полностью или частично разбуренные эксплуатационной сеткой буровых скважин в соответствии с технологической схемой или проектом промышленной разработки.

Примечание – Детальность изученности залежей позволяет классифицировать запасы месторождения по категориям А или В (для очень мелких месторождений – С<sub>1</sub>).

**5.1.2** К разведанным месторождениям (залежам) нефти и газа относятся месторождения (залежи), запасы, добывные возможности, качество полезного ископаемого, гидрогеологические, экологические и другие условия разработки которых изучены в процессе разведочных работ с полнотой, достаточной для достоверного технико-экономического обоснования, необходимого для их вовлечения в промышленное освоение.

Примечание – Детальность изучения геологического строения месторождения (залежи) должна обеспечивать возможность классификации не менее 80 процентов его запасов по категории С<sub>1</sub> и до 20 процентов категории С<sub>2</sub> согласно [2].

**5.1.3** К предварительно оцененным месторождениям (залежам) относятся месторождения (залежи) запасы и добывные возможности, качество нефти и газа, гидрогеологические, экономические, экологические и другие условия разработки которых изучены в степени, позволяющей обосновать целесообразность дальнейшей их разведки и разработки с использованием аналогий с разрабатываемыми или разведанными объектами в данном районе.

Примечание – По степени изученности запасы таких месторождений (залежей) относятся, главным образом, к категории С<sub>2</sub> и являются основанием для проектирования дальнейших разведочных работ и частично для проектирования разработки.

**5.2** При подсчете запасов месторождений нефти, газа и конденсата подсчитываются и учитываются как общие геологические запасы, находящиеся в недрах, так и извлекаемые запасы.

**5.2.1** Извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата и попутных компонентов по их промышленно-экономическому значению подразделяются на две основные группы согласно [2]:

- экономические (рентабельные);
- потенциально экономические (условно рентабельные).

**5.2.1.1** Экономические (рентабельные) извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата – это та часть запасов (залежи), извлечение которых на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при существующих системе налогообложения и уровне цен, при использовании современной техники и технологии добычи, обеспечивающих

## **ТКП 17.04-29-2011**

соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды.

В зависимости от возможности вовлечения в разработку экономические (рентабельные) извлекаемые запасы подразделяются на:

- доступные к разработке в данный момент;
- недоступные к разработке в данный момент.

**5.2.1.2** Потенциально экономические (условно рентабельные) извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата – это та часть запасов (залежи), извлечение которых на момент оценки не обеспечивает экономически приемлемую эффективность их добычи в условиях рынка из-за низких технико-экономических показателей разработки, но которые при изменении технико-экономических условий могут быть переведены в рентабельные.

**5.2.2** Экономические (рентабельные) извлекаемые запасы, доступные к разработке в данный момент, образуют группу балансовых запасов.

Потенциально экономические (условно рентабельные) и экономические (рентабельные) извлекаемые запасы, но недоступные к разработке в данный момент, образуют группу забалансовых запасов.

**5.3** По величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа месторождения подразделяются на четыре группы, а по сложности геологического строения месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на три группы [2].

- 5.4** Ресурсы углеводородов по степени их обоснованности подразделяются на:
- перспективные ресурсы;
  - прогнозные ресурсы.

**5.4.1** Перспективные ресурсы – ресурсы категории  $D_0$ .

**5.4.2** Прогнозные ресурсы подразделяются на категории  $D_1$  и  $D_2$ .

## **6 Требования к изученности месторождений нефти и газа**

**6.1** Для достижения наибольшей эффективности в изучении месторождений необходимо соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ согласно ТКП 17.04-21-2010 и [4], точно выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечить возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды.

**6.2** Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной для глубокого бурения комплексом геолого-геофизических исследований, и подсчитанных перспективных ресурсов категории  $D_0$ .

Размещение буровых скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ. Глубина поисковых скважин должна обеспечивать изучение всего перспективного разреза площади с учетом технических возможностей бурения.

**6.3** На новых месторождениях нефти и газа, а также выявленных залежах уже известных месторождений по данным поискового и разведочного бурения проводится изучение геологического строения площади, дается оценка продуктивного разреза и предварительная оценка объема залежей.

По данным поискового и разведочного бурения подсчитываются запасы нефти, газа, конденсата по категориям  $C_1$  и  $C_2$  и дается геолого-экономическая оценка месторождений (залежей) для определения целесообразности их разведки и подготовки к разработке [4].

**6.4** На стадии подготовки месторождения (залежи) к разработке изучаются

структура месторождения и литологические особенности продуктивных пластов, их общая и эффективная толщина, коллекторские свойства, нефтегазонасыщенность и изменение этих параметров по площади и разрезу; определяются положение контактов газ-нефть-вода, дебиты нефти, газа, воды и конденсата, пластовое давление, давление насыщения и другие параметры; физико-химические свойства нефти, газа, конденсата и пластовой воды, определенные по результатам испытания и исследования буровых скважин [4].

**6.5** По разведанным месторождениям составляются структурные карты по основным продуктивным пластам, карты равных толщин продуктивной части разреза, геологические разрезы и другие документы, дающие достаточное представление о закономерностях распространения и залегания продуктивных пластов и особенностях строения природного резервуара, составе нефти, газа и воды, пластовом давлении и температуре. На структурные карты наносятся все пробуренные и находящиеся в строительстве буровые скважины.

Масштабы карт (1:10000-1:25000) и разрезов определяются размерами месторождения, сложностью их геологического строения и изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов [5].

**6.6** При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция буровых скважин определяются в каждом конкретном случае проектной документацией на геологическое изучение недр. При этом конструкция буровых скважин должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

**6.7** Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин должны обеспечить получение надежных данных для установления особенностей тектоники месторождения, строения продуктивных пластов, выявления закономерностей изменения их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения нефтью, газом и водой, а также добывные их возможности.

**6.8** Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения месторождения (залежи), оценки его (ее) объема, обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для разработки, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения.

**6.9** Бурение разведочных скважин следует проводить с учетом данных по ранее пробуренным скважинам, особенно при разведке невыдержанных и тектонически нарушенных нефтегазонасыщенных пластов с резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств.

**6.10** При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ отложений проводится отбор керн в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований буровых скважин.

**6.11** По каждой разведочной скважине должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов, а именно:

- детальное изучение керн для определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта; в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей:

- рациональный комплекс геофизических исследований буровых скважин, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщин продуктивных пластов,

оценка положения и абсолютных отметок водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) контактов, определение открытой пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;

– комплекс гидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов.

**6.12** В буровых скважинах проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов на приток при разных режимах работы буровых скважин для определения характера насыщения, положения контактов газ-нефть-вода, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, а также отбор глубинных проб нефти. При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

**6.13** Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи, имеющей промышленное значение, необходимо проводить поинтервальное испытание на приток продуктивных пластов залежи, находящихся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой площади. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных буровых скважинах испытание проводить по всей толщине продуктивного пласта с интенсификацией притоков.

**6.14** При проведении испытаний необходимо соблюдать требования законодательства об охране окружающей среды.

**6.15** В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата должны быть определены:

– для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального разгазирования, – фракционный и групповой состав, а в пластовых условиях – компонентный состав, содержание (в процентах по массе) смол силикагелевых, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, изменение объема, плотности и вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях, растворимость газа в нефти, температура застывания и начала кипения; исследование нефти проводится по глубинным пробам; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы. Содержание смол, асфальтенов, парафинов, серы определяется в поверхностных условиях;

– для газа (свободного и растворенного в нефти) – плотность по воздуху, молекулярный объем, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа и азота; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий;

– для конденсата – фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

При оценке промышленного значения содержащихся в нефти, газе и конденсате компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия) должны соблюдаться требования [8].

**6.16** При получении из буровых скважин притоков подземных вод должны быть определены химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, натрия, кальция, калия, лития, рубидия, цезия, стронция и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, газосодержание и другие показатели с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных целей.

В процессе разработки залежи в буровых скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления; охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

**6.17** В районе разведанного месторождения необходимо оценить сырьевую базу строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения.

**6.18** На разрабатываемых месторождениях нефти и газа обязательно должно проводиться всестороннее доизучение залежей эксплуатационными, а в необходимых случаях и разведочными скважинами:

- детальное и комплексное изучение керна с целью уточнения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного пласта и пород-покрышек;

- геофизические исследования буровых скважин, рациональный комплекс которых определяется, исходя из поставленных задач и конкретных геолого-геофизических условий;

- комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положение контактов газ-нефть-вода;

- изучение изменения пластового давления;

- изучение изменения текущих и годовых отборов продукции.

**6.19** Для каждого месторождения (залежи) по данным бурения, испытания и исследования буровых скважин и разработки должны быть установлены:

- литолого-стратиграфический разрез, положение нефтегазонасыщенных пластов в разрезе, места их слияния, замещения, выклинивания;

- положение контактов газ-нефть-вода в разных частях залежи, контуры нефтегазоносности, форма и размеры залежи;

- толщина (общая, эффективная, нефтегазонасыщенная) продуктивного пласта, литологические особенности, минеральный и гранулометрический состав коллектора, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов;

- тип коллектора;

- характер литологических свойств пород-покрышек: вещественный состав, пористость, литологический состав и проницаемость пород-покрышек и др.;

- физико-химические свойства пластовой нефти: давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, усадка, сжимаемость;

- физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, температура начала кипения и начала застывания, процентное содержание парафинов, асфальтенов, смол, серы, фракционный и компонентный состав;

- физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность абсолютная и по воздуху, сжимаемость;

- физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, количество газа дегазации, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, смол, серы.

**6.20** Для своевременной и полноценной обработки информации, получаемой при разведке месторождения, используются математические методы ее обработки и

## ТКП 17.04-29-2011

компьютерная техника, с помощью которых осуществляются:

- подготовка исходной информации к подсчету запасов, включая интерпретацию результатов геофизических исследований;
- первичная обработка данных испытаний, контроль и оценка качества опробования;
- геометризация залежей, включая их оконтуривание, построение карт в изолиниях и других графических материалов;
- подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов в границах залежей или их частей, в том числе с использованием цифровых геологических моделей залежей;
- статистические исследования для оценки точности подсчета запасов, сопоставление разведочных данных с результатами, полученными при разработке месторождения.

### **7 Правила подсчета запасов и оценки, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов**

**7.1** Подсчет запасов и оценка, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов проводится в соответствии с требованиями [2] исходя из степени их изученности и обоснованности.

**7.1.1** Месторождения (залежи) нефти и газа по степени изученности подразделяются на:

- разрабатываемые, с запасами категорий  $A+B+C_1$ ;
  - разведанные (подготовленные для промышленного освоения) с запасами категории  $C_1$ ;
  - предварительно-оцененные, с запасами категории  $C_2$ .
- запасы категории  $A$  подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), разбуренных эксплуатационной сеткой буровых скважин в соответствии с проектом разработки месторождения, степень изученности которых отвечает требованиям [2], в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам;
- запасы категории  $B$  подсчитываются на месторождениях (залежах) разрабатываемых в процессе пробной эксплуатации, разбуренных эксплуатационной сеткой буровых скважин в соответствии с технологической схемой разработки месторождения, степень изученности которых отвечает требованиям [2], в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам;
- запасы категории  $C_1$  подсчитываются на разрабатываемых, разведываемых месторождениях (залежах) и на выявленных залежах, степень изученности которых отвечает требованиям [2], в границах, проведенных по данным испытаний и геофизических исследований буровых скважин, достоверно обосновывающих гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода, а для неисследованной части залежи – в границах, проведенных на расстоянии, равном удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, предусмотренному технологической схемой (проектом разработки). Запасы категории  $C_1$  могут быть выделены на новой (выявленной) площади по данным бурения и испытания одной буровой скважины при получении в ней промышленного притока нефти или газа (открытие месторождения). В этом случае параметры подсчета запасов определяются по данным геофизических исследований буровой скважины и изучения керна или принимаются по аналогии с соседними разведанными месторождениями. Границы участка подсчета запасов проводятся в радиусе, равном удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, принятому для аналогичных месторождений данного района;

– запасы категории  $C_2$  выделяются на неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий, в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разрабатываемых или разведанных месторождений, степень изученности которых отвечает требованиям [2]. Границы запасов проводятся по контурам выявленных залежей.

**7.1.2** Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на:

- перспективные – категории  $D_0$ ;
- прогнозные – категории  $D_1$  и  $D_2$ ;

**7.1.2.1** Перспективные ресурсы (ресурсы категории  $D_0$ ) – это ресурсы ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и подготовленных к поисковому бурению проверенными для данного района методами геолого-геофизических исследований в горизонтах, продуктивность которых доказана на соседних залежах, расположенных в одинаковых геологических условиях, а также извлекаемые ресурсы месторождений углеводородов в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых доказана на сходных по строению залежах других месторождений углеводородов [2]. Форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи определяется приблизительно по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства углеводородов принимаются по аналогии с разведанными залежами в том же пласте.

Перспективные ресурсы (ресурсы категории  $D_0$ ) являются основанием для постановки поискового бурения и планирования прироста запасов категории  $C_1$  и  $C_2$  [2].

**7.1.2.2** Прогнозные ресурсы подразделяются на категории  $D_1$  и  $D_2$ .

– прогнозные ресурсы  $D_1$  выделяются на локализованных и не локализованных объектах нефтегазоносного района в горизонтах, продуктивность которых доказана на залежах данного района. Количественная оценка прогнозных ресурсов категории  $D_1$  проводится по результатам региональных исследований по аналогии с разведанными месторождениями углеводородов оцениваемого нефтегазоносного района [2].

Прогнозные ресурсы (ресурсы категории  $D_1$ ) являются основанием как для проведения региональных геолого-геофизических исследований и бурения параметрических скважин, так и для постановки поискового бурения [2].

– прогнозные ресурсы  $D_2$  выделяются в литолого-стратиграфических комплексах нефтегазоперспективных районов, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается по аналогии с соседними нефтегазоносными районами. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основании общих геологических условий и аналогии с другими более изученными нефтегазоносными районами и областями, где имеются разведанные месторождения углеводородов [2].

Данные о прогнозных ресурсах (ресурсах категории  $D_2$ ) используются при планировании региональных геологических и геофизических работ и в отдельных случаях для постановки параметрического и поискового бурения [2].

**7.2** На подготовленных для глубокого бурения площадях должны быть установлены: общие контуры структуры; наличие коллекторов, перекрытых слабопроницаемыми породами; возможность промышленной нефте- или газонасыщенности – по аналогии с изученными месторождениями и по результатам анализа условий формирования нефтяных и газовых месторождений в пределах изученной структурно-фациальной зоны [4].

**7.3** В не вскрытых бурением пластах разведанных месторождений их параметры могут быть приняты по аналогии с изученными продуктивными пластами в пределах данной структурно-фациальной зоны.

**7.4** Подсчет запасов углеводородов проводится на планах, составленных на

## ТКП 17.04-29-2011

основе структурных карт. Масштабы планов (1:10000–1:25000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи.

Подсчет запасов проводится отдельно по залежам с выделением запасов нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной зон и в целом по месторождению.

**7.5** Подсчет запасов углеводородов новых залежей проводится объемным методом (в качестве контрольного - использовать цифровую трехмерную геологическую модель), а подсчет запасов углеводородов залежей (месторождений), находящихся в разработке – объемным методом и с помощью цифровой трехмерной геологической модели. В качестве контрольного (при необходимости) использовать метод материального баланса [2].

При подсчете запасов нефти или природного газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновывается режим работы залежи, степень ее разбуренности и эксплуатационная характеристика; выбор расчетного варианта, объекта и дат подсчета; данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, свободного газа, воды, общее количество закачанной в пласт воды и газа, количество вошедшей в залежь пластовой воды); средние пластовые давления, пластовая температура, объемный коэффициент и коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость природного газа в нефти, объемный начальный и текущий коэффициенты природного газа; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды и пор пород-коллекторов

Подсчет извлекаемых запасов нефти, находящихся на поздней стадии разработки, может проводиться статистическим методом [3].

**7.6** Подсчет запасов природного газа проводится объемным методом.

При подсчете запасов природного газа объемным методом по газовым и нефтегазовым залежам обосновывается коэффициент газонасыщенности, среднее содержание в природном газе конденсата.

Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.

Подсчет извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, для месторождений с водонапорным режимом проводится по извлекаемым запасам нефти, а для месторождений с другими режимами – по геологическим запасам нефти с учетом степени ее дегазации при разработке.

**7.7** Отнесение к различным категориям забалансовых запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов производится так же, как и балансовых запасов. При подсчете забалансовых запасов должны быть указаны причины отнесения их к этой группе (экономические, технологические и др.)

**7.8** Оценка перспективных ресурсов (категория  $D_0$ ) нефти и газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения в пределах нефтегазоносных районов, а также в пределах не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений проводится только объемным методом.

**7.9** Запасы и перспективные ресурсы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в соответствии с требованиями [2], [8].

**7.10** Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти, конденсата, серы, этана, пропана, бутанов подсчитываются и оцениваются в тысячах тонн. Запасы месторождений и перспективные ресурсы газов – в миллионах кубических метров, гелия – в тысячах кубических метров.



## Библиография

- [1] Кодекс Республики Беларусь о недрах от 14 июля 2008 г. №406-3
- [2] Инструкция о классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов, эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод.  
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 4 августа 2009 г. № 55
- [3] Положение о Республиканской комиссии по запасам полезных ископаемых.  
Утверждено постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 20.07.2009 г. № 52
- [4] Инструкция об этапах и стадиях геологоразведочных работ на углеводороды.  
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 11.05.2007 г. № 53
- [5] Инструкция о порядке составления отчетов о геологическом изучении недр.  
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 14.05.2007 г. № 58
- [6] Положение о порядке составления и утверждения государственных балансов запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр.  
Утверждено постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 30.03.2009 г. № 392
- [7] Геологический словарь, М. Недр, 1978
- [8] Инструкция о порядке комплексного изучения месторождений и подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов.  
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 11 мая 2007 г. № 51
- [9] ТР 2007/003/ВУ Единицы измерений, допущенные к применению на территории Республики Беларусь